National Energy Board

CANADA

Office national de l'énergie

Dossier 4500-A000-9
Date : 22 juin 1992

Aux parties dont les noms figurent dans la liste de diffusion jointe en annexe.

Objet : **Consultation publique concernant l'aménagement de mesures de réglementation incitatives**

Le 23 mars 1992, l'Office publiait une lettre annonçant son intention d'examiner la possibilité d'instituer des mesures de réglementation incitatives dans le cadre d'un processus de consultation publique. L'Office demandait aux parties intéressées de lui faire part de leurs commentaires concernant le calendrier, la procédure et le type de participation souhaités. Dans le même temps, l'Office proposait de tenir un atelier technique le 27 octobre 1992 à Calgary.

Le but de la consultation proposée est d'explorer la possibilité de réaménager la méthode de réglementation basée sur le coût du service traditionnellement adoptée par l'Office. Le processus de consultation, comprenant le dépôt de mémoires et la tenue d'un atelier technique, vise à encourager un dialogue ouvert au sein du secteur de l'énergie concernant un réaménagement possible de la méthode actuelle de fixation des droits selon la méthodologie du coût du service.

L'Office n'a décidé d'aucune mesure visant à modifier ou à remplacer sa méthode de réglementation basée sur le coût du service. Par ailleurs, le processus de consultation proposé n'aboutira pas sur une décision visant soit à retenir la méthode actuelle, soit à opter pour une autre méthode de réglementation des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office, mais les concepts proposés dans le cadre de la consultation pourraient éventuellement être repris lors d'audiences tarifaires où ils pourraient être aménagés et adaptés à la situation particulière de chaque pipeline.

La lettre du 23 mars fut envoyée à 38 parties intéressées, dont neuf associations industrielles, six gouvernements provinciaux, dix sociétés pipelinières du groupe 1 et treize autres parties. Trente-trois parties y ont répondu (voir liste à l'annexe 1) et se sont dits généralement favorables à la proposition de l'Office. La plupart d'entre eux sont disposés à participer activement au processus de consultation publique proposé.

311 - 6th Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2

311, 6e Avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2

Telephone/Téléphone: (403)292-4800
Facsimile/Télécopieur: (403)292-5503

DOCUMENT D'INFORMATION GÉNÉRALE

Un document d'information générale intitulé La méthode de réglementation basée sur le coût du service : propositions de réaménagement est joint en annexe (annexe 2). Ce document expose brièvement les raisons qui ont incité l'Office à réexaminer sa méthode de réglementation. Il donne un aperçu des options possibles tirées d'ouvrages ou de documents à caractère économique ou traitant de réglementation énergétique. Certaines des options qui y sont mentionnées ne sont encore que des concepts théoriques mais d'autres sont des méthodes concrètes qui ont déjà été mises en pratique ou dont l'adoption est envisagée par d'autres organismes de réglementation. Les options proposées dans le document ne sont pas exhaustives et le document ne prétend pas empêcher que soient envisagées d'autres options possibles. Le but du document est au contraire d'aider à la formulation d'idées précises par les parties intéressées et de faciliter la discussion des diverses options de réaménagement possibles ainsi que leurs avantages et inconvénients.

LISTE DES QUESTIONS À L'ÉTUDE

L'annexe 3 donne une « Liste des questions préliminaires » pouvant être traitées par les parties intéressées, sans préjudice de la portée de la discussion. Son but est d'aider les parties intéressées à préparer les mémoires qu'ils présenteront à l'Office. Toute partie voulant ajouter d'autres questions à la liste préliminaire devrait soumettre ses propositions à l'Office et signifier copie à toutes les parties dont les noms figurent à l'annexe 1, d'ici le 6 juillet 1992. L'Office publiera une liste révisée des questions d'ici le 17 juillet 1992.

MÉMOIRES

Conformément à la lettre du 23 mars 1992, l'Office invite les parties intéressées à déposer leurs mémoires. Afin d'assurer le bon déroulement de l'atelier technique, l'Office invite les parties intéressées à faire parvenir leurs commentaires sur les mémoires des autres parties au plus tard le 23 octobre 1992.

DÉLAIS ET PROCÉDURE ADOPTÉE

1. Les parties intéressées doivent déposer leurs mémoires en trente exemplaires auprès du secrétaire de l'Office au plus tard le 30 septembre 1992 et signifier copie à toutes les parties dont les noms figurent à l'annexe 1.

2. Les commentaires portant sur les mémoires initiaux doivent être déposés auprès du secrétaire de l'Office au plus tard le 23 octobre 1992. Une copie devrait également être fournie à toutes les parties dont les noms figurent dans l'annexe 1.

3. Peu après la date du 23 octobre 1992, l'Office publiera une liste des sujets traités dans le cadre de l'atelier technique.

4. L'atelier technique se tiendra à Calgary, les 8, 9 et 10 décembre 1992.

5. L'Office fera connaître à une date ultérieure le lieu de l'atelier et la formule de travail proposée.

6. Le compte rendu des travaux des participants à l'atelier sera publié par l'Office aussitôt que possible en 1993.

CONSULTATION DES DOCUMENTS

Les documents suivants sont disponibles aux fins de consultation durant les heures normales de bureau à la bibliothèque de l'Office, rez-de-chaussée, 311 - 6th Ave., S.W., Calgary (Ottawa) et à la bibliothèque principale d'Énergie, Mines et Ressources Canada, 580, rue Booth, Ottawa, Ontario.

1. Lettres reçues des parties intéressées en réponse à la lettre de l'Office en date du 23 mars 1992.

2. Document d'information générale intitulé La méthode de réglementation basée sur le coût du service : propositions de réaménagement (mai 1992).

3. Ouvrages et documents de référence utilisés pour la préparation du document d'information générale.

4. Mémoires déposés par les parties intéressées.

5. Commentaires portant sur les mémoires initiaux.

J.S. Richardson
Secrétaire

PARTICIPANTS À L'ATELIER TECHNIQUE SUR LES MESURES DE RÉGLEMENTATION INCITATIVES (CALGARY, DU 8 AU 10 DÉCEMBRE 1992)

ASSOCIATIONS

Mr. P.L. Fournier
Manager,
Regulatory Affairs
Canadian Petroleum Association
3800, 150 - 6 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3Y7

Mr. Peter C.P. Thompson
Industrial Gas Users Association
c/o Scott & Aylen
60 Queen Street
Ottawa, Ontario
K1P 5Y7

Mr. R.C. Bryan
Manager,
Economics, Statistics and Energy Department
Council of Forest Industries
of British Columbia
1200, 555 Burrard Street
Vancouver, British Columbia
V7X 1S7

Mr. David W. Goffin
Staff Legal Counsel,
The Canadian Chemical Producers' Association
Suite 805,
350 Sparks Street
Ottawa, Ontario
K1R 7S8

Mr. Robert M. Feick
Manager,
Crude Oil and Environment
Independent Petroleum Association of Canada
Suite 700,
707 - 7 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0Z2

GOUVERNEMENTS ET ORGANISMES PROVINCIAUX

Mr. Dan McFadyen
Director,
Energy Branch
Saskatchewan Energy and Mines
1914 Hamilton Street
Regina, Saskatchewan
S4P 4V4

M. Alain Lefebvre
Analyste,
Direction du pétrole
Ministère de l'Énergie et des Ressources
5700, 4e Avenue ouest, A-412
Charlesbourg, Québec
G1H 6R1

Ms. W.M. Moreland
Regulatory Counsel,
Alberta Petroleum Marketing Commission
1900, 250 - 6 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H7

Mr. Peter Ostergaard
Assistant Deputy Minister,
Energy Resources Division
Ministry of Energy, Mines and
Petroleum Resources
Parliament Buildings
Victoria, B.C.
V8V 1X4

Mr. G.D. Forrest
Chairman,
Manitoba Public Utilities Board
2nd Floor
280 Smith Street
Winnipeg, Manitoba
R3C 1K2

Mr. Albert Stortchak
Policy Advisor,
Supply and Transportation
Ontario Ministry of Energy
11th Floor,
56 Wellesley Street West
Toronto, Ontario
M7A 2B7

Mr. Larry Charach
Senior Director,
Electricity Policy Branch
Alberta Department of Energy
5th Floor,
9945 - 108 Street
Edmonton, Alberta
T5K 2G6

PIPELINES DU GROUPE I

Mr. H.N.E. Hobbs
Manager,
Public & Regulatory Affairs
Foothills Pipe Lines Ltd.
3100, 707 - 8 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3W8

Mr. Robert B. Cohen
General Counsel, Regulatory
TransCanada PipeLines Ltd.
TransCanada PipeLines Tower
P.O. Box 1000, Station "M"
Calgary, Alberta
T2P 4K5

Mr. J.H. Smit
Senior Manager,
External Relations and Environmental Affairs
Alberta Natural Gas Company Ltd.
2900, 240 - 4 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 4L7

M. Robert Heider
Vice-président
Réglementation et Marketing
Gazoduc TQM
1, Place Ville Marie, bureau 2220
Montréal, Québec
H3B 3M4

Mr. J.F. Lang
Secretary - Treasurer
Trans-Northern Pipelines Inc.
Manulife Centre
Suite 1212
55 Bloor Street West
Toronto, Ontario
M4W 3H3

Mr. G.A. Irving
Vice-President,
Secretary and General Counsel
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
Suite 900, 1339 West Broadway
Vancouver, B.C.
V6H 4C2

Mr. A.L. Edgeworth
Senior Vice President,
Marketing and Regulatory Affairs
Westcoast Energy Inc.
15th Floor
1333 West Georgia Street
Vancouver, B.C.
V6E 3K9

Mr. Donald B. MacDermott
Vice President,
Law and Corporate Secretary
Interprovincial Pipe Line Inc.
IPL Tower
P.O. Box 398
Edmonton, Alberta
T5J 2J9

Mr. Richard P. Smolek
Director of Canadian Gas Supply
ANR Pipeline Company
500 Renaissance Center
Detroit, MI
48243

AUTRES

Ms. Magdalena Muir
Coordinator,
Regulatory Affairs
ProGas Limited
4100, 400 - 3 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 4H2

Mr. E.C. Eddy
Manager,
Gas Supply Regulation and Research
BC Gas Inc.
1066 West Hastings Street
Vancouver, B.C.
V6E 3G3

Mr. Keith Bryan
Manager,
Regulatory Projects
Centra Gas Ontario Inc.
200 Yorkland Boulevard
North York, Ontario
M2J 5C6

Mrs. Valerie Young
Manager,
Regulatory Studies and Research
The Consumers' Gas Company Ltd.
P.O. Box 650
Scarborough, Ontario
M1K 5E3

Mr. Evan Merritt
Manager,
Regulatory Projects
Union Gas Limited
50 Keil Drive North
Chatham, Ontario
N7M 5M1

Mr. M.W. Edwards
Manager,
Regulatory Affairs
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
2900, 240 - 4 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 4L7

Mr. G.H. Giesbrecht
Manager,
Regulatory Affairs
Pan-Alberta Gas Ltd.
500, 707 - 8 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3V3

M. John S. Bulger
Conseiller principal,
Affaires réglementaires Hors Québec
et Projets spéciaux
Gaz Métropolitain, inc.
C.P. 6111, succursale 'A'
Montréal, Québec
H3C 3H9

Mr. Bryan R. Curtis
Manager,
Rate and Contract Administration
NOVA Corporation of Alberta
801 - 7 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3P7

Mr. R.J. Lane
Manager,
Regulatory Affairs
Natural Gas
Mobil Oil Canada
Box 800
Calgary, Alberta
T2P 2J7

Mr. Alexander J. Black
School of Law
The University of Glasgow
Glasgow, Scotland
G12 8QQ

Mr. M.A. Pavey
Vice-President
Regulatory Services
TransAlta Utilities Corporation
Box 1900
Calgary, Alberta
T2P 2M1

Ms. Norma Andrews
Public Utilities Board
Mezzanine Floor
620 - 7 Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8

ANNEXE 2

La méthode de réglementation basée sur le coût du service : propositions de réaménagement

Document d'information

Office national de l'énergie

juin 1992

TABLE DES MATIÈRES

Préface 1
I) Introduction 2
II) Le pouvoir juridique de l'Office pour l'adoption de solutions de rechange à la réglementation conventionnelle basée sur le coût du service 4
III) Description de la réglementation conventionnelle basée sur le coût du service 5
Méthodologie de la réglementation conventionnelle basée sur le coût du service 5
Problèmes relatifs à la réglementation conventionnelle basée sur le coût du service 7
1. Rapport coût-efficacité insatisfaisant 7
2. Inefficience dynamique 8
3. Répartition inefficiente 9
4. Rendement adéquat du capital investi 9
5. Partage des risques 10
6. Frais d'administration 10
7. Interfinancement 11
IV) Solutions de rechange à la réglementation basée sur le coût du service 11
A) Modifications à la réglementation conventionnelle basée sur le coût du service 11
1) Détermination du rendement des capitaux propres basée sur une moyenne représentative du marché 11
2) Comparaison avec des coûts-étalon 13
3) Droits nivelés 15
4) Plafonnement des prix 16
5) Partage des bénéfices 20
6) Mesures incitatives basées sur le rendement 22
B) Substituts à la réglementation basée sur le coût du service 24
1) Mécanismes de tarification efficace 24
2) Appel d'offres pour les concessions 25
V) Conclusion 27
Notes 28
Bibliographie 31

Préface

L'Office national de l'énergie divulgue le document d'information suivant sur les solutions de rechange à la méthode de réglementation basée sur le coût du service dans le cadre des consultations sur les mesures de réglementation incitatives des taux. Le document débute par la présentation des raisons pour lesquelles l'Office envisage actuellement de recourir à des mesures incitatives. Cette section est suivie d'un bref exposé sur la méthode conventionnelle de réglementation basée sur le coût du service (CDS) et sur certaines des critiques qui ont été formulées à son égard. La majeure partie du document est une recherche bibliographique sur certaines des solutions de rechange à la réglementation basée sur le CDS qui ont été proposées.

Il convient d'insister sur le fait que le présent document n'a été rédigé que pour alimenter la discussion et qu'il ne représente pas la position de l'Office sur quelque aspect que ce soit des mesures incitatives. L'Office n'a pas pris de décision quant au remaniement ou au remplacement de la méthode de réglementation basée sur le CDS pour les pipelines qui relèvent de sa compétence. Le présent document ne vise ni à évaluer les diverses solutions de rechange à la réglementation basée sur le CDS ni à fournir une description exhaustive de ces solutions. L'Office est intéressé par toutes les idées pouvant présenter des avantages tant pour les sociétés pipelinières que pour leurs clients.

I) Introduction

La méthode conventionnelle basée sur le coût du service (CDS) a été instituée pour contrôler les monopoles "naturels" dont l'importance pour le bien public était suffisante pour justifier la réglementation. Un monopole naturel est "... une industrie au sein de laquelle les économies d'échelle, c'est-à-dire la tendance des coûts moyens à diminuer avec l'augmentation de la taille de la firme productrice, sont continues jusqu'au point où une seule entreprise assure l'approvisionnement de la totalité de la demande."[1] Ces monopoles naturels ont fréquemment bénéficié de concessions restreignant dans les faits toute concurrence directe pour leurs services, et ont donc dû être réglementés. La fourniture d'électricité, le service d'égout, le service téléphonique, la distribution d'eau ainsi que les pipelines sont des exemples de monopoles naturels.

C'est la méthode basée sur le CDS que l'Office national de l'énergie (l'ONE ou l'Office) a choisie et utilise pour réglementer les pipelines qui relèvent de sa compétence. Cette forme de réglementation repose sur d'importants précédents historiques et est largement utilisée par les organismes de réglementation pour les services publics.

L'utilisation de la méthode conventionnelle basée sur le CDS pour les services publics n'est pas à l'abri des critiques. Dès son entrée en vigueur[2] et jusqu'à aujourd'hui, la réglementation conventionnelle basée sur le CDS a fait l'objet d'un intérêt soutenu de la part des économistes et des autres personnes intéressées par la processus de réglementation. Jusqu'à récemment cependant, la majorité des organismes de réglementation de services publics jugeaient que les avantages de la réglementation basée sur le CDS étaient supérieurs à ses inconvénients.

L'évolution des marchés, entraînée surtout par le progrès technologique, a transformé certains marchés auparavant considérés comme des monopoles "naturels". Le secteur des télécommunications en particulier a été révolutionné par l'introduction de la fibre optique, de la téléphonie cellulaire, de la transmission par satellite et de la commutation numérique. Ces développements ont abaissé les facteurs de protection de certains segments du marché des télécommunications qui avaient toujours été desservis par les grandes compagnies de téléphone.

Une forme de réglementation incitative appelée le plafonnement des prix a été mise en oeuvre dans le secteur des télécommunications en Grande-Bretagne et dans certaines juridictions aux États-Unis. En vertu de cette nouvelle méthode de réglementation, que nous abordons plus loin, les audiences relatives aux taux fréquentes sont remplacées par l'application d'une "formule" conçue pour améliorer le rapport coût-efficacité des entreprises réglementées. Des mesures de réglementation incitatives ont été prises à échelle réduite par les organismes de réglementation de certains états des États-Unis. C'est cependant l'application du plafonnement des prix par des organismes de réglementation fédéraux qui a permis de faire mieux connaître les nouvelles formes de réglementation incitative.

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a récemment émis un avis de projet d'énoncé de politique (Notice of Proposed Policy statement, "NOPPS") sur la réglementation incitative pour les pipelines soumis à la réglementation fédérale aux États-Unis[3]. Avant la divulgation de cet avis, plusieurs pipelines avaient proposé des mesures incitatives qui avaient été jugées inappropriées par la FERC. Cet avis, le NOPPS, vise à énoncer des lignes directrices pour les méthodes à caractère incitatif qui seront proposés. La plus importante caractéristique de ces lignes directrices est l'exigence que le mécanisme incitatif engendre des avantages tangibles pour les usagers.

Au Canada, le milieu des producteurs de gaz et de pétrole a récemment contesté la méthode conventionnelle suivie par l'Office pour réglementer les pipelines de pétrole et de gaz. Une étude récente de PowerWest[4] effectuée pour l'Association pétrolière du Canada (APC) et l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada (ASPIC) révèle que, dans les dix dernières années, la cours des actions des services publics canadiens, dont les pipelines, s'est bien mieux comporté que le rendement moyen de l'ensemble des entreprises canadiennes mesuré d'après l'indice Toronto Stock Exchange 300. L'un des facteurs de la valeur élevée des actions des services publics pourrait être le rendement assuré par les organismes de réglementation, dont l'Office.

Lors de deux récentes audiences relatives aux droits tenues par l'Office, l'APC a soumis une preuve écrite indiquant que la méthode selon laquelle l'Office détermine le rendement des capitaux propres (RCP), et en particulier celle de l'essai des gains comparables, comporte des "failles conceptuelles"[5]. L'APC est d'avis que l'essai des gains comparables n'est pas forcément lié à la notion de juste rendement et que les résultats de la mesure des gains comparables ne facilitent pas les comparaisons entre entreprises et dans le temps.

L'ASPIC émet elle aussi des réserves sur la réglementation basée sur le CDS. Elle indique, dans une présentation récente :

> "Dans le cadre de la réglementation conventionnelle, ce sont l'organisme de réglementation et les clients qui sont responsables de la surveillance des coûts du service public. Nous nous préoccupons du fait que ce processus ait pratiquement dispensé certains monopoles de prendre des mesures concrètes pour accroître leur rendement. L'ASPIC est d'avis qu'il en a découlé une motivation inverse, les services publics ayant en fait tout intérêt à accroître leurs coûts et leur base de taux."[6]

Au sujet du rapport coût-efficacité des sociétés pipelinières, l'ASPIC déclare :

> "... la motivation des services publics à l'égard du contrôle des coûts est insuffisante. En fait, un service public peut même être plus rentable s'il ne contrôle pas ses coûts."[7]

L'ASPIC critique par ailleurs la manière dont l'Office établit le RCP :

> "... les responsables de la réglementation peuvent être réticents à approuver pour un service public un rendement très différent du rendement octroyé antérieurement à un autre service public."[8]

D'autres organismes de réglementation ont adopté des solutions de rechange à la réglementation basée sur le CDS, ou envisagent d'en faire l'essai. Ces méthodes sont appelées, dans leur ensemble, les mesures de réglementation incitatives car la plupart d'entre elles prévoient un mécanisme visant à inciter le service public à accroître son rapport coût-efficacité. Par ailleurs, certaines parties concernées ont fait part d'une certaine insatisfaction face à la méthode actuelle de réglementation basée sur le CDS pour les pipelines au Canada. En conséquence, il semble opportun de se pencher sur les solutions de rechange à la réglementation conventionnelle basée sur le CDS.

Le présent document est agencé de la manière suivante. Dans la deuxième section, nous examinons le pouvoir juridique de l'Office pour l'adoption de solutions de rechange à la réglementation basée sur le CDS. Dans la troisième section, nous nous penchons sur la manière dont la réglementation basée sur le coût du service est appliquée et citons certains de ses avantages et de ses inconvénients d'après la documentation, en insistant davantage sur les derniers. La quatrième section présente une recherche bibliographique sur certaines des solutions de rechange qui ont été proposées pour remplacer la méthode de réglementation conventionnelle basée sur le CDS.

II) Le pouvoir juridique de l'Office pour l'adoption de solutions de rechange à la réglementation conventionnelle basée sur le CDS

Les articles 59 et 62 de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONE) se lisent comme suit :

> "59. L'Office peut prendre des ordonnances sur tous les sujets relatifs au transport, aux droits et aux tarifs."
>
> et
>
> "62. Tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours."

Ces articles de la Loi sur l'ONE fixent les bases à partir desquelles l'Office fixe les droits pour les pipelines relevant de sa compétence. La Loi est très générale et ne stipule pas de méthode précise pour la fixation des droits. L'Office dispose donc d'une très grande liberté pour déterminer si des droits sont justes et raisonnables. Le recours par l'Office à la réglementation

basée sur le CDS est fondée sur des précédents historiques. À tout moment, tous les pipelines et tous les intervenants sont libres de proposer une autre méthode. Pour être jugée acceptable par l'Office, une solution de rechange à la méthode basée sur le CDS doit engendrer des droits conformes aux articles 59 et 62 de la Loi, tout comme la réglementation basée sur le coût du service.

III) Description de la réglementation conventionelle basée sur le CDS

Méthodologie de la réglementation conventionnelle basée sur le CDS

On appelle en général la méthodologie que suit l'Office la réglementation conventionnelle basée sur le coût du service. Pour les sociétés pipelinières du "Groupe 1", l'Office doit approuver toute modification des droits et, habituellement, il tient des audiences publiques. Lorsque de telles demandes de modification des droits sont déposées, l'Office examine les données sur le coût total des services offerts par la société. Les informations soumises indiquent le coût annuel total de la fourniture des services de transport par la société, y compris le coût du capital, ainsi que les droits qui devraient être perçus. Les besoins en revenus englobent les dépenses d'exploitation et d'entretien (p. ex. les salaires et rémunérations, les matériaux, les fournitures, les services), les impôts fonciers et autres, la dépréciation et l'amortissement des installations et autres coûts capitalisés, les impôts sur le revenu ainsi qu'une provision pour que le rendement du capital investi couvre l'intérêt sur la dette et la rémunération des actions ordinaires. Pour étayer le volet relatif au rendement des investissements du coût du service, la société fournit des renseignements sur la base de ses taux, la structure de son capital et les autres investissements connexes sur une base non consolidée et consolidée présumée. Ces données sont habituellement nécessaires lors de l'analyse de la structure présumée du capital appropriée de la société pipelinière en vue de déterminer s'il y a interfinancement d'activités non reliées aux services publics de la société. En outre, la société fournit des renseignements sur le financement de l'investissement dans le service public et sur le coût du capital. Les données sur le coût du capital traduisent en partie les transactions antérieures et les conditions actuelles du marché financier. L'Office se fie habituellement aux critères suivants pour déterminer ce qui constitue un juste rendement du capital-actions ordinaire :

a) le rendement consenti aux investisseurs doit être comparable au rendement offert par d'autres investissements présentant des risques correspondants ou comparables;

b) le rendement doit être suffisant pour assurer le maintien de la confiance en l'intégrité financière et en la stabilité à long terme des activités réglementées du service public;

c) le rendement doit être suffisant pour que le service public puisse maintenir sa solvabilité de manière à pouvoir attirer les capitaux qui lui sont nécessaires pour remplir ses obligations envers ses clients.

Le juste rendement est fondé sur une gestion efficiente et économique et varie selon le marché des capitaux et les conditions commerciales.

Afin de satisfaire à ces critères, l'Office entend des témoins experts de la société et des intervenants et tient compte de la preuve sur les conditions financières actuelles et prévues pour l'année d'essai. Les recommandations quant au juste rendement du capital-actions ordinaire sont fondées sur les résultats d'une évaluation réalisée d'après au moins l'une des méthodes suivantes :

1. Gains comparables[9]
2. Flux monétaire actualisé[10]
3. Prime de capital-risque[11]

L'étude de la demande dans le cadre d'audiences publiques permet à l'Office de recueillir des renseignements supplémentaires pour l'examen et l'interprétation de la preuve et lui fournit les bases de sa décision quant aux besoins en revenus et à la conception des droits permettant le recouvrement de ces coûts.

Les sociétés pipelinières du "Groupe 2" sont soumises à une réglementation financière moins stricte. Les droits exigés par ces sociétés sont habituellement examinés en cas de plainte.

En vertu de la méthodologie actuelle, les droits sont conçus selon la méthode des droits variables applicables au coût du service ou selon celle des droits fixes. Avec la première méthode, les droits varient d'un mois à l'autre selon le débit et les dépenses réels. Avec la seconde, les droits sont fixés pour une année d'essai selon les besoins en revenus et le débit approuvés.

L'Office s'efforce de veiller à ce que, dans toute la mesure du possible, les droits soient basés sur les coûts et soient justes et raisonnables. En outre, la conception des droits se fait dans un souci d'équité et de stabilité financière permettant à la société pipelinière d'assurer la fiabilité et la sécurité. Les droits exigés par la société pipelinière étant directement liés aux coûts engagés, il s'ensuit que la réglementation financière de ces pipelines suit une approche de "coût majoré".

La force de la réglementation conventionnelle basée sur le CDS est qu'elle empêche les firmes réglementées d'obtenir des bénéfices très supérieurs à ceux que permettraient les forces de la concurrence, tout en protégeant l'intégrité financière des firmes. En outre, cette méthode de réglementation incite le service public à assurer un service de haute qualité. Toute nouvelle installation doit faire l'objet d'une approbation de l'Office, ce qui réduit les risques d'engagement de coûts en capital inutiles. Ce type de réglementation permet d'assurer que les clients du service public sont traités sur un pied d'égalité. Il est démontré qu'elle satisfait au critère de droits "justes et raisonnables" de l'article 62 de la Loi sur l'ONE.

conserver toutes les économies de coûts jusqu'au prochain examen des droits, moment auquel les économies seraient transmises aux clients. Certains affirment par ailleurs que, lorsque le régime de réglementation est stable et prévisible, le coût du capital est inférieur pour le service public. Étant donné que le coût du capital constitue une partie importante du coût du service, toute augmentation de ce coût est transmise aux clients. Enfin, les organismes de réglementation examinent fréquemment les dépenses des services publics lors d'examens de la gestion de la société. Les dépenses jugées inappropriées sont exclues du coût du service et sont payées par les actionnaires du service public, ce qui incite ce dernier à ne pas engager de frais de manière imprudente ou excessive.

Problèmes relatifs à la réglementation conventionnelle basée sur le CDS

Certains critiques prétendent que les firmes réglementées selon la méthode basée sur le CDS ne sont pas assez encouragées à être efficientes sur le plan économique. Bien des sources consultées pour la préparation du présent document ont une interprétation différente de l'efficience économique. Nous utiliserons, pour cette discussion, la définition généralement acceptée; l'efficience économique englobe trois notions : (i) l'efficacité en fonction du coût, soit la minimisation du coût du service offert; (ii) l'efficience dynamique, soit la réaction aux forces du marché en vue de créer d'autres services et de trouver de nouvelles manières d'accroître la productivité; et (iii) l'allocation efficiente, soit la fixation de tarifs adéquats pour les services en fonction des conditions du marché. Des critiques affirment que le peu d'importance accordée à l'efficience économique par la réglementation basée sur le CDS occasionne des coûts économiques non négligeables qui s'additionnent avec le temps.

La réglementation basée sur le CDS est vraisemblablement à l'origine des autres problèmes suivants : il est difficile de préciser le RCP adéquat, les frais d'administration sont élevés et il y a risque d'interfinancement.

Nous exposons brièvement ci-dessous quels semblent être, d'après la documentation disponible à ce sujet[12], les problèmes relativement à la réglementation basée sur le coût du service.

1) Rapport coût-efficacité insatisfaisant

L'efficacité en fonction du coût est la production (et la fourniture) d'un bien ou d'un service donné au plus bas coût possible. Les économistes parlent parfois d'efficience technique.

On reproche parfois à la réglementation basée sur le CDS de ne pas encourager les services publics réglementés à minimiser les coûts de production, ou même de les inciter à maximiser leurs dépenses. Selon la réglementation conventionnelle basée sur le CDS, plus un service public parvient à augmenter sa base de taux, plus le rendement total du capital investi sera élevé. Par contre, si une société pipelinière parvient à économiser sur ses investissements en instaurant des mesures d'économie, les bénéfices sont en général transmis aux clients dès l'audience relative

aux taux suivante. En conséquence, on peut supposer que le comportement des services publics réglementés en fonction du CDS a tendance à opter pour les moyens permettant de maximiser les possibilités d'investissement et non à trouver des moyens d'accroître l'efficacité.

Il peut y avoir inefficience technique si la firme achète plus d'équipement qu'il n'est nécessaire pour une tâche donnée. Certains affirment que cette pratique est souvent défendue sous le prétexte fallacieux de la sécurité du public et de la fiabilité de l'exploitation du réseau, par exemple s'il y a prudence excessive dans l'établissement du nombre de compresseurs sur un segment de pipeline. On prétend que les organismes de réglementation penchent exagérément du côté de la sécurité et de la fiabilité car, en cas de doute, ils ne veulent pas être critiqués pour la piètre qualité du service public.

Enfin, puisque l'organisme de réglementation n'est pas aussi bien informé que la firme réglementée, il peut lui être difficile de déterminer si les dépenses en immobilisations entraînant l'augmentation de la base des taux sont justifiées et appropriées.

2) Inefficience dynamique

L'efficience dynamique est la capacité de la firme à s'adapter à l'évolution des exigences du marché en fabriquant des produits en plus grand nombre ou de meilleure qualité et en trouvant des modes de fabrication moins onéreux. Certains critiquent la réglementation basée sur le CDS en disant que les entreprises qui y sont soumises sont peu encouragées à investir du temps et de l'argent dans la recherche de procédés de production moins onéreux puisque les bénéfices engendrés par de telles mesures sont automatiquement transmis à leurs clients et non encaissés par leurs actionnaires.

Ces critiques prétendent que les services publics soumis à la réglementation basée sur le CDS ne sont pas efficients à long terme, et cela au moins de trois manières : (i) limitation de la gamme des services offerts; (ii) frein à l'innovation; et (iii) pas de réaction adaptée à la concurrence. On dit souvent que les services publics ne commencent à réagir aux exigences des clients ou aux forces de la concurrence en réduisant leurs coûts de production que lorsqu'ils y sont absolument forcés par des bouleversements du marché indépendants de leur volonté.

L'une des critiques les plus courantes à l'égard de la méthode basée sur le CDS est qu'elle élimine les facteurs incitant les sociétés pipelinières à s'adapter à la rapide évolution des marchés du gaz naturel et du pétrole en Amérique du Nord. Des critiques prétendent que la baisse des prix et des marges bénéficiaires pour les producteurs aurait dû faire comprendre aux sociétés pipelinières qu'elles devaient réduire leurs coûts. Ils laissent entendre que la réglementation basée sur le CDS permet à ces sociétés d'accroître leurs coûts sans tenir compte des conditions du marché.

3) Répartition inefficiente

Tandis que l'efficience technique se rapporte à la fourniture d'un service donné au plus bas coût possible, la répartition est efficiente lorsque des produits ou des services sont fournis aux utilisateurs pour qui leur valeur est la plus élevée.

Des économistes affirment depuis longtemps que le meilleur moyen de faire en sorte que les biens et les services aillent à ceux qui y attachent la valeur la plus élevée est de laisser la marché établir les prix. Par exemple, si un pipeline fonctionne à pleine capacité et que les commandes mensuelles des expéditeurs dépassent la capacité disponible, on peut prétendre que le moyen le plus efficient de répartir la capacité disponible est de vendre celle-ci aux enchères, ce qui assure que la capacité ira à ceux qui sont prêts à payer le plus cher[13].

On prétend que, de par sa nature, la réglementation basée sur le CDS, en vertu de laquelle les prix sont fixés d'après les coûts, engendre des prix qui ne traduisent pas la valeur sur le marché du service fourni, et qu'elle n'envoie pas les signaux appropriés aux utilisateurs des services publics. Par exemple, s'il y a hausse de la demande pour le transport de gaz vers les marchés mais que la capacité du pipeline est soumise à certaines contraintes, le valeur marchande de la capacité du pipeline devrait augmenter. En l'absence de réglementation des tarifs, le prix du transport augmentera également. L'augmentation du prix du transport aura pour conséquence d'éliminer les expéditeurs marginaux : seules les nouvelles ventes les plus intéressantes seront possibles, autrement dit celles qui seront en mesure d'assumer le prix du transport. Avec la réglementation basée sur le CDS, la société pipelinière ne peut en général hausser ses tarifs dans de tels cas en vue de répartir de manière efficiente la capacité disponible.

Cependant, il est admis que le fait de permettre à un transporteur monopolistique de fixer les droits selon les conditions du marché paverait la voie à l'emprise monopolistique. C'est pourquoi, même s'il est peut-être exact que la réglementation basée sur le CDS restreint le rôle du marché dans la fixation des prix, il pourrait être ardu de trouver une solution ne conférant pas au transporteur un pouvoir important de fixation de prix, ce qui lui permettrait de gagner des bénéfices excessifs et de pratiquer la distinction injuste des prix.

4) Rendement adéquat du capital investi (RCI)

La détermination du coût du capital de la firme est un aspect essentiel de la réglementation basée sur le CDS. Il est relativement aisé de calculer le coût de la dette d'une firme (habituellement la moyenne pondérée des taux d'intérêt sur les emprunts et les obligations), mais il est plus ardu d'estimer le juste RCP (rendement des capitaux propres) pour une firme réglementée. Le RCP doit être suffisant pour préserver les capitaux propres et compenser pour les risques financiers et commerciaux, mais pas élevé au point d'apporter un rendement supérieur à la normale aux actionnaires.

Si le RCP est trop élevé, la firme réglementée peut être tentée d'augmenter sa base de taux au-delà du niveau requis pour une production efficiente. Si le RCP est trop faible, la firme réglementée peut ne pas être en mesure d'attirer assez de capitaux pour atteindre un niveau d'actif efficient. La qualité du service pourrait en être affectée.

L'un des éléments utilisés par les organismes de réglementation pour établir le RCP adéquat est l'essai des gains comparables : on compare le taux de rendement demandé par le service public au RCP atteint par des firmes comparables non réglementées. Des critiques affirment que, comme pour les négociations salariales, lorsqu'une société pipelinière obtient un "bon" règlement, les autres décisions ont tendance à suivre ce modèle.

La manière dont le RCP est déterminé est aussi critiqué pour ce qui est de la tendance à trop récompenser les services publics par rapport aux risques courus. Le niveau de risque auquel certaines sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office sont exposées ne serait pas aussi élevé qu'elles le prétendent.

5) Partage des risques

Il semble à certains que la réglementation basée sur le CDS ne répartit pas les risques de manière équitable entre les services publics et leurs clients. Ils prétendent que la réglementation basée sur le CDS minimise en réalité les risques pour les services publics tout en assurant le maintien de leurs bénéfices. Une fois que l'organisme de réglementation a permis à un service public de mettre des installations en place, ce sont les clients, et non les actionnaires, qui courraient le risque que ces installations soient sous-utilisées. Si les installations sont sous-utilisées, le service public cherche à récupérer la totalité de ses besoins en revenus auprès des clients restants, ce qui entraîne l'augmentation des droits[14].

6) Frais d'administration

Une étude réalisée aux États-Unis révèle que pour chaque dollar dépensé par un organisme réglementaire, les firmes et les autres organismes gouvernementaux du secteur dépensent quarante dollars additionnels pour se conformer à la réglementation. Bien qu'il ne semble pas qu'une étude semblable ait été réalisée au Canada, les audiences relatives aux taux imposent aussi un fardeau non négligeable aux parties intéressées au Canada.

Défauts dans la procédure

La nature contradictoire des audiences relatives aux taux est la cible d'autres critiques de la réglementation basée sur le CDS. Bien souvent, lors de ces audiences, la firme soumise à la réglementation réclame des revenus plus élevés et les clients et les associations de consommateurs la contredisent. Ces audiences étant fréquentes, les débats se répètent sans cesse de la même manière[16].

7) Interfinancement

Les firmes réglementées ont souvent de multiples activités commerciales connexes non réglementées. On affirme que l'entité corporative aurait intérêt à faire passer des coûts de la partie non réglementée de ses activités à la partie réglementée et de faire suivre le trajet inverse aux bénéfices. Tous les coûts reliés à la partie réglementée sont pleinement compensés par les droits alors que tout bénéfice additionnel détourné serait transmis aux actionnaires de la firme.

IV) Solutions de rechange à la réglementation basée sur le CDS

Nous décrivons brièvement dans cette section quelques-unes des méthodes pouvant remplacer la méthode conventionnelle de réglementation basée sur le CDS proposées dans la documentation économique. Certaines de ces méthodes sont purement conceptuelles alors que d'autres ont été adoptées à l'essai par des organismes de réglementation de services publics (surtout aux États-Unis). Les propositions se divisent en deux catégories : A) celles qui, en réalité, modifient la réglementation conventionnelle basée sur le CDS (mécanismes incitatifs); et B) celles qui remplacent la réglementation basée sur le coût du service.

A. Modifications à la réglementation conventionnelle basée sur le CDS

1) Détermination du rendement des capitaux propres basée sur une moyenne représentative du marché

Description

Selon la méthode de la moyenne représentative du marché décrite par Kruger (1988), le RCP d'une firme réglementée est limité au RCP moyen d'un groupe d'entreprises dont les caractéristiques sont similaires et qui sont représentatives du marché. Il faut tout d'abord choisir les entreprises appropriées pour le groupe de comparaison. Ces entreprises ne doivent pas être réglementées, doivent être cotées en bourse et avoir des caractéristiques similaires. Les critères de comparaison tels que les risques commerciaux, la capitalisation et l'emplacement géographique sont proposés.

Une fois le groupe de comparaison établi, il faut calculer son RCP courant. Cette moyenne devient le RCP maximal que la firme réglementée peut atteindre dans la période subséquente. Dans le cadre de ce type de comparaison, le calcul du RCP adéquat est fondé sur les bénéfices nets du groupe de comparaison, au lieu d'être déterminé lors d'audiences devant un office de réglementation.

Dans un tel régime, l'office de réglementation peut jouer un rôle plus passif, selon sa participation dans le processus da fixation des droits. L'organisme de réglementation continue à surveiller la qualité du service et à suivre l'évolution du cours boursier de la firme réglementée.

Détermination des taux

Avec une méthode fondée sur la moyenne du marché, les composantes des droits autres que le RCP peuvent être établies de la même manière que selon la réglementation basée sur le CDS. Sinon, il est aussi possible d'accorder à la firme réglementée une plus grande latitude pour la fixation de ses tarifs que dans le cas de la méthode basée sur le CDS. La firme réglementée n'a pas le droit de pratiquer la distinction injuste au sein des catégories de clients, mais elle peut disposer d'une plus grande liberté pour établir des droits différents pour des catégories de service différentes, par exemple en vendant aux enchères le service interruptible.

Si le RCP de la firme réglementée dépasse le plafond qui lui a été imposé, les droits sont réduits en conséquence.

Avantages et inconvénients possibles

Les concepteurs de la méthode fondée sur la moyenne du marché affirment que celle-ci dépend directement de la question de la détermination du RCP adéquat. Le fait que le RCP de la firme réglementée soit déterminé par le cours en bourse répond à la critique selon laquelle les capitaux propres d'une firme réglementée ne sont pas soumis aux forces du marché. Le fait de baser le RCP d'une firme réglementée uniquement sur le cours en bourse des actions d'entreprises comparables permet au RCP de la firme réglementée d'augmenter et de diminuer en réaction aux cycles économiques.

Par ailleurs, les concepteurs de cette méthode croient qu'elle permet d'alléger le fardeau administratif de l'organisme de réglementation. La détermination du RCP est basée sur le cours boursier et non sur une évaluation effectuée par l'organisme. Celui-ci a encore à contrôler la qualité du service et à veiller, par des examens périodiques, à ce qu'il n'y ait pas distinction injuste et à ce que les droits demeurent justes et raisonnables. Les ajouts à la base tarifaire doivent aussi faire l'objet d'un examen périodique.

Le fait d'octroyer à la firme réglementée une certaine latitude dans la fixation de ses prix, dans le respect de certaines lignes directrices, peut l'inciter à émettre à ses clients de "meilleurs" signaux relatifs aux prix. Si les prix fixés par la firme assurent une répartition plus efficiente, la méthode de la moyenne du marché peut contribuer à ce que les services de la firme réglementée soient bien utilisés par les clients pour lesquels leur valeur est la plus élevée. Cependant, les concepteurs de cette méthode admettent qu'elle incite assez peu la firme réglementée à tenter d'accroître son rapport coût-efficacité puisque son RCP est basé sur une moyenne du marché et non sur sa propre efficacité. Ils reconnaissent en outre qu'elle ne s'attaque pas à d'autres problèmes présumés tels que l'augmentation artificielle des frais.

La méthodologie décrite par Kruger donnerait vraisemblablement lieu à un retard dans le RCP gagné par les firmes réglementées. Par ailleurs, il serait nécessaire d'établir un groupe de comparaison adéquat pour les pipelines interprovinciaux et internationaux canadiens. Pour éviter

la "circularité" (fonder le RCP d'une société pipelinière sur ce que les autres sociétés ont déjà obtenu), le groupe de comparaison devrait exclure les entreprises réglementées.

Exemples de mise en oeuvre

Il ne semble pas que cette méthode ait été mise en oeuvre sous la forme qui est décrite ici. Même si la plupart des organismes de réglementation déterminent le RCP à partir, en partie du moins, d'une comparaison avec d'autres entreprises, aucun ne se base exclusivement sur un groupe de comparaison constitué d'entreprises non réglementées pour procéder à cette détermination.

Si la réglementation conventionnelle basée sur le CDS était modifiée de manière à adopter la méthodologie de la moyenne du marché, on ne sait pas bien à quels changements il faudrait procéder pour tenir compte des variations dans le volume de gaz et de pétrole expédié sans qu'il y ait d'effets défavorables sur l'utilisation optimale des installations existantes. On ne sait pas bien non plus si le groupe de comparaison demeurerait identique au fil du temps ou si s'il faudrait changer de firmes de temps à autre.

2) Comparaison avec des coûts-étalon

Description

Selon la méthode de la comparaison avec des coûts-étalon décrite par Shleifer (1985) et Joskow et Schmalensee (1986), le taux de la firme réglementée n'est pas basé sur ses propres coûts mais plutôt sur les coûts de firmes réglementées comparables oeuvrant dans des conditions similaires, à savoir que ces firmes ont des possibilités, des coûts et des contraintes techniques et économiques comparables.

La méthode de comparaison avec des coûts-étalon coupe le lien conventionnel entre les coûts de la firme réglementée et le coût du service qu'elle offre (besoins en revenus), en vue d'effacer l'aspect "coût majoré" de la réglementation basée sur le CDS et d'inciter davantage la firme à minimiser ses coûts. Tout avantage en matière de coûts que la firme réglementée pourra obtenir par rapport au groupe de comparaison lui assurera des revenus plus élevés. Cette approche introduit donc un élément de concurrence entre firmes réglementées.

Détermination des taux

Pour débuter la mise en oeuvre de la méthode de comparaison avec des coûts-étalon, il faut tenir des audiences relatives aux taux pour les firmes réglementées en question. Le coût du service est déterminé et les droits sont fixés en fonction du coût du service. On choisit un groupe de comparaison adéquat de firmes réglementées soumises à des conditions d'exploitation similaires. Une période d'examen est fixée, à la fin de laquelle on observe l'évolution des coûts du groupe

de comparaison. Le changement moyen des coûts au sein du groupe de comparaison (les coûts-étalon) est alors employé pour fixer les nouveaux droits pour la firme réglementée en question.

Le délai entre les audiences relatives aux taux demeure identique à ce qu'il est pour la réglementation basée sur le CDS. Si le délai entre les audiences relatives aux taux (le "décalage" réglementaire) augmente, cela incite davantage les firmes à réduire leurs coûts puisqu'elles conservent les économies réalisées entre les audiences.

Avantages et inconvénients possibles

La méthode de la comparaison avec des coûts-étalon vise à favoriser l'amélioration du rapport coût-efficacité en isolant les coûts de la firme réglementée de ses besoins en revenus : ceux-ci sont déterminés d'après les coûts d'autres firmes. Le seul moyen pour la firme d'accroître ses revenus est de réduire ses coûts ou d'augmenter la productivité. Cette méthode a pour avantage que la firme réglementée peut conserver les revenus additionnels engendrés par sa plus grande efficacité. Cette possibilité de revenus supplémentaires incite la firme à être plus efficiente.

La méthode de la comparaison avec des coûts-étalon ne favorise pas la répartition efficiente et la grande importance accordée à la limitation des hausses de coûts n'avantage pas l'efficience dynamique. Rien ne pousse les firmes à offrir de nouveaux services ou à faire preuve d'innovation. Elles sont simplement incitées à réduire leurs coûts dans le cadre de la structure d'exploitation existante.

Le seul changement par rapport à la réglementation basée sur le CDS réside en la détermination de la hausse des coûts autorisée. Tous les autres aspects de la méthode conventionnelle demeurent en place. Comme pour la méthode de la moyenne du marché, les concepteurs de cette approche admettent qu'il faut un groupe de comparaison adéquat. Étant donné le nombre assez faible de sociétés pipelinières du Groupe 1 au Canada, il semble improbable que celles-ci forment un groupe de comparaison satisfaisant. Pour régler ce problème, il serait possible d'élaborer des statistiques techniques permettant de tenir compte des différences entre les pipelines.

Pour qu'il y puisse y avoir une sorte de "guerre des coûts" dans le cadre desquelles les entreprises cherchent à abaisser leurs coûts d'exploitation autant qu'elles le peuvent, comme cela est prévu par cette méthode, il faut qu'elles adoptent des procédures comptables identiques et qu'elles choisissent un financement et un échéancier similaires pour les investissements importants. En cas de divergence, les firmes, par ailleurs identiques, n'ont pas les mêmes fonctions de coûts.

Étant donné que cette méthode n'est en fait qu'une variante de la réglementation basée sur le CDS et qu'elle crée une contrainte additionnelle, à savoir la surveillance d'un groupe de comparaison, la tâche administrative de l'organisme de réglementation pourrait être alourdie.

Exemples de mise en oeuvre

Medicare, aux États-Unis, utilise actuellement la méthode de la comparaison avec des coûts-étalon pour fixer la compensation à verser aux prestateurs de soins médicaux travaillant pour elle.

Si la méthode de la comparaison avec des coûts-étalon est adoptée, des questions de mesure similaires à celles qui se posent pour la méthode de la moyenne du marché se posent ici également: comment tenir compte des écarts par rapport aux données prévisionnelles et comment le groupe de comparaison doit-il être sélectionné au fil des ans?

3) Droits nivelés

Description

Avec la méthode basée sur le CDS, si l'amortissement est linéaire, le coût, et donc le prix d'un service public baisse habituellement dans le temps avec l'amortissement de la valeur de l'équipement. On dit que cela peut occasionner plusieurs problèmes pour les projets à long terme nécessitant des capitaux importants[17]. Le premier de ces problèmes est que, en raison du coût initial élevé des services, il est possible que le projet ne puisse même pas être construit. Deuxièmement, les droits à majoration dégressive donnent lieu à une distinction injuste entre les projets d'époques différentes. Les droits exigés par un projet récent sont plus élevés que ceux qui sont perçus par un projet plus ancien, même si les services sont identiques. Enfin, on prétend que la baisse des droits dans le temps donne lieu à des inégalités entre les générations d'utilisateurs. Les premiers utilisateurs du service d'un projet paient un prix plus élevé que ceux qui y ont recours plus tard.

Pour régler le problème de la majoration dégressive des droits, il est suggéré de remplacer l'amortissement linéaire par un amortissement "économique" mesurant le changement de la valeur de l'élément d'actif dans le temps. Selon les théories tant financières qu'économiques, la valeur économique d'un élément d'actif est égale à la valeur actuelle de ses flux monétaires futurs. On peut donc définir la dépréciation économique comme le taux de changement dans la valeur actuelle des flux monétaires sur le cycle de vie d'un élément d'actif. Selon les règles comptables conventionnelles, on calcule l'amortissement annuel en estimant la durée de vie utile de l'élément d'actif pour en diviser le coût initial.

Contrairement à la méthode basée sur le CDS, le recours à la dépréciation économique donne lieu à des droits initiaux moins élevés. Bien que les revenus soient échelonnés de manière différente, les deux méthodes fournissent le même rendement global. Les concepteurs de cette méthode indiquent que la différence réside en une répartition plus efficiente et en une plus grande équité entre les générations. En outre, l'adoption de la méthode réduit les droits initiaux par rapport à ce qu'ils seraient avec la réglementation basée sur le CDS, ce qui permet à un nombre plus élevé de projets d'être viables.

Détermination des taux

La seule différence entre la méthode basée sur le CDS et celle des droits nivelés est la détermination de l'amortissement. La réglementation basée sur le CDS adopte en général l'amortissement linéaire et non l'amortissement économique employée ici. Tous les autres volets de la détermination des droits sont inchangés.

Avantages et inconvénients possibles

Le principal avantage des droits nivelés est la répartition plus efficiente par rapport aux droits calculés selon la méthode basée sur le CDS. On dit que les premiers clients (et donc les partisans) d'un projet ne doivent pas être pénalisés par des droits initiaux élevés pendant que les autres attendent de voir si le projet est construit et s'y joignent ultérieurement, une fois que les droits ont baissé. En outre, l'adoption de l'amortissement économique peut permettre de diminuer la différence entre les droits de projets d'époques différentes. Enfin, cette méthode peut atténuer l'inégalité entre les générations d'utilisateurs causée par l'imposition de droits très élevés quand un projet est nouveau et de droits réduits par la suite.

Les concepteurs évoquent deux inconvénients à cette méthode : elle nécessite la modification de la méthodologie comptable des firmes réglementées et exige des mécanismes de financement uniques. Cette méthode donne lieu à une inégalité entre les revenus de la firme réglementée et les intérêts qu'elle doit rembourser sur sa dette.

4) Plafonnement des prix

Description

Le plafonnement des prix, ou indexation automatique des taux, est proposé par Sudit (1979) et Baumol (1982). Cette méthode fournit un mécanisme permettant à la firme réglementée de modifier ses taux sans audience relative aux taux. Le montant par lequel la firme réglementée peut augmenter ses droits est assujetti à une limite, ou à un plafond. Ce plafond est déterminé selon une formule basant l'augmentation sur une évaluation de la hausse annuelle prévue des coûts d'exploitation de la firme moins une évaluation de la hausse anticipée de sa productivité.

Si les prix sont plafonnés, il est peu vraisemblable que la firme réglementée sera en mesure de transmettre à ses clients la totalité de l'augmentation de ses coûts. Tant qu'une certaine hausse de la productivité est attendue, les clients bénéficient d'augmentations des prix moins élevées qu'avec la réglementation basée sur le coût du service. Pour maintenir ses revenus par rapport à la méthode basée sur le CDS, la firme réglementée est encouragée à atteindre au moins la hausse de la productivité anticipée. Si la hausse de productivité de la firme réglementée dépasse les prévisions, elle a le droit de conserver les revenus supplémentaires.

Naturellement, la firme réglementée peut accroître ses droits moins rapidement que la limite imposée par la formule de plafonnement des prix. Si le plafond s'applique à la moyenne de tous les services de la firme réglementée, celle-ci jouit d'une certaine liberté d'action face à la concurrence d'autres pipelines et d'autres combustibles.

Il est possible de modifier légèrement le mécanisme de plafonnement des prix afin que les clients partagent dans une certaine mesure la réussite ou l'échec de la firme réglementée dans la réduction de ses coûts. Par exemple, une partie seulement de l'augmentation nette des coûts peut être transformée en hausse des prix.

Détermination des taux

Pour débuter la mise en oeuvre de la méthode du plafonnement des prix, il faut tenir des audiences exhaustives relatives aux taux pour déterminer, à titre de référence, le CDS et les taux initiaux. La firme réglementée propose des instruments de mesure adéquats du coût et de la productivité et, sous réserve d'intervention, l'office de réglementation choisit la formule appropriée pour les augmentations de droits futures. Celles-ci sont calculées selon la formule.

Comme nous l'avons signalé plus tôt, le plafond peut être appliqué à chaque service offert par la firme réglementée ou au coût total des services. Ainsi, la firme réglementée a la possibilité d'augmenter le prix de certains services au-delà du plafond et de ne soumettre les autres qu'à une augmentation inférieure. En moyenne cependant, les augmentations de prix doivent respecter le plafond.

Avantages et inconvénients possibles

Les tenants de cette proposition affirment que le plafonnement des prix est un moyen d'inciter fortement la firme réglementée à améliorer son efficience économique. Premièrement, le rapport coût-efficacité est amélioré puisque la firme réglementée n'a pas le droit de transmettre aux clients la pleine augmentation de ses propres coûts. Ce facteur oblige la firme réglementée à tenter d'accroître constamment sa productivité en réduisant ses coûts ou en adoptant des technologies novatrices.

Deuxièmement, la plus grande latitude accordée à la firme réglementée dans la fixation des droits permet de rendre la répartition plus efficiente par rapport à la réglementation basée sur le CDS.

Enfin, la nécessité d'améliorer la productivité peut, avec le temps, contraindre la firme réglementée à innover. La réduction des coûts dans les activités conventionnelles ne peut aller au-delà du point où la qualité du service commence à se détériorer. Pour accroître encore la productivité, il faut adopter des mesures novatrices ou fournir de nouveaux services. Ainsi, l'efficience dynamique peut être améliorée par rapport à la méthode basée sur le CDS.

L'adoption d'un régime de plafonnement des prix peut permettre d'espacer les audiences relatives aux taux. Il faut encore tenir des audiences périodiques de manière à autoriser les nouveaux investissements et à veiller à ce que la qualité du service ne se détériore pas et que l'intégrité financière de la firme réglementée ne soit pas mise en péril.

Le plafonnement des prix supprime l'obligation de calculer le RCP. La firme réglementée est libre d'accroître ses revenus en prenant des mesures audacieuses de réduction de ses coûts ou en étant plus productive. Certains prétendent que la limitation de la hausse des droits permettra de maintenir le RCP à un niveau raisonnable.

Cette méthodologie utilise encore les principes fondamentaux de la réglementation basée sur le CDS, mais elle s'en démarque nettement de plusieurs manières. Elle modifie la nature assimilable au "coût majoré" de la réglementation basée sur le CDS et libère de l'obligation de calculer le RCP adéquat. Il ne fait pas de doute que l'intérêt de cette approche est grandement attribuable à sa simplicité. Cependant, cette simplicité peut masquer certains problèmes pouvant rendre délicate la mise en oeuvre de cette méthode.

Les concepteurs de cette méthodologie admettent la difficulté de fixer des mesures "adéquates" du coût et de la productivité. Une solution serait de recourir à l'Indice des prix à la consommation (IPC) qui mesure le changement du coût moyen des biens de consommation mais ne représente pas forcément l'évolution des coûts pour les firmes réglementées. Il est possible de concevoir d'autres indices mais pour être vraiment adéquat, l'indice des coûts doit traduire l'évolution des coûts pour les firmes réglementées, les sociétés pipelinières dans le cas qui nous intéresse.

De plus, il est nécessaire d'établir un indice de productivité raisonnable. Le recours à la productivité globale des facteurs (PGF) de la firme réglementée est souvent suggéré. La PGF fournit une mesure très large de l'évolution de la productivité d'une firme à partir de facteurs tels que les capitaux et la main-d'oeuvre qui sont divisés par le débit du pipeline. Une analyse récente montre cependant que la mesure de la PGF n'est pas toujours fiable[19]. En outre, elle peut exiger des changements de méthodologie comptable.

Exemples de mise en oeuvre

British Gas & British Telecommunications[20]

Le monopole chargé de la fourniture, du transport et de la distribution du gaz naturel au Royaume-Uni, British Gas, a été privatisé en 1986. Dans le cadre du processus de privatisation, le gouvernement a mis sur pied divers organismes de réglementation chargés de la surveillance et de la fixation des tarifs. Il a tracé une limite entre le secteur tarifaire (résidences et petites entreprises consommant moins de 25 000 therms par an) et le secteur contractuel (commerces et industries consommant plus de 25 000 therms par an). Pour le secteur tarifaire, les droits initiaux ont été fixés selon la méthodologie de la réglementation basée sur le coût du service. Les

augmentations subséquentes ont été déterminées selon une formule basée sur des mesures incitatives de productivité; ainsi, un mécanisme de plafonnement des prix a été institué.

La formule fixait au départ l'augmentation annuelle moyenne des tarifs de transport au taux d'inflation général dans l'économie moins deux pour cent. La compagnie devait compenser pour cette différence de deux pour cent par des gains d'efficience et des mesures de réduction des coûts. Le secteur contractuel n'est pas soumis à la formule de plafonnement des prix mais British Gas est tenue de fournir un service sans distinction injuste conformément à un programme tarifaire publié. Les acheteurs du secteur contractuel ont la possibilité d'acheter leur gaz à d'autres fournisseurs que British Gas et de faire livrer ce gaz par le réseau de pipelines de British Gas contre des droits égaux à ceux que British Gas exige pour son propre service de transport.

Lorsque British Telecommunications a été privatisée en 1984, un régime similaire a été mis en place mais le taux d'augmentation anticipé de la productivité avait été fixé à trois pour cent, pour tenir compte du fait que des gains de productivité supérieurs étaient anticipés dans le secteur des télécommunications.

Il est difficile d'évaluer la réussite relative de la méthode du plafonnement des prix par les Britanniques car son instauration a coïncidé avec la privatisation. Bhattacharyya et Laughhunn (1987) indiquent que, bien que la notion de base soit simple, il n'y a pas beaucoup de différence dans l'ampleur de la surveillance réglementaire entre le Royaume-Uni et les réglementations similaires aux États-Unis mais que leur objet est différent. Au Royaume-Uni, le plafonnement des prix est axé sur le contrôle des prix dans le marché captif alors que la réglementation conventionnelle basée sur le CDS vise le contrôle des bénéfices.

AT&T[21]

La Federal Communications Commission (FCC) des États-Unis a adopté la réglementation par plafonnement des prix pour AT&T en 1989. Auparavant, AT&T avait droit à un RCP de 12 pour cent déterminé à l'aide de méthodes conventionnelles de réglementation basées sur le CDS. En vertu de la nouvelle méthode, les tarifs de AT&T sont fixés selon une formule de plafonnement des prix qui limite les augmentations annuelles au taux d'inflation moins trois pour cent. Si le taux d'inflation est inférieur à trois pour cent, il est possible que les prix réels diminuent. Le différentiel de trois pour cent a été choisi comme facteur de productivité parce que AT&T a, dans son histoire, accru sa productivité de 2,5 pour cent par an et que la FCC a estimé pouvoir tirer un demi point de pourcentage supplémentaire par an. Des services particuliers qui n'étaient pas considérés "de base" ou essentiels ont été assujettis à des limites permettant une flexibilité restreinte dans la modification des prix. Les clients de AT&T bénéficient de hausses de prix réduites et l'entreprise peut atteindre un RCP plus élevé, mais uniquement en améliorant sa productivité.

Au sujet des modifications apportées à la manière dont AT&T est réglementée, les commissaires de la FCC soulignent le fait que tout changement doit tout d'abord profiter aux consommateurs.

Bien des précautions ont été prises pour veiller à ce que AT&T ne profite pas de "failles" qui pourraient lui permettre de pratiquer une distinction injuste dans les prix exigés de ses clients.

Sappington et Sibley (1992) modélisent la réglementation par plafonnement des prix de AT&T et établissent qu'elle donne à l'entreprise suffisamment de liberté dans la fixation des prix pour lui permettre de pratiquer une distinction subtile des prix, ce qui peut enlever un peu de l'attrait de cette méthode. Ils soutiennent, de concert avec Joskow et Schmalensee, qu'un certain partage des risques à l'égard des coûts entre l'entreprise et les clients peut engendrer des avantages plus importants pour les deux parties que ne serait le cas si l'entreprise assumait la totalité des risques.

D'autres problèmes doivent être réglés pour la mise en oeuvre du plafonnement des prix : la méthode d'évaluation de l'évolution des coûts et de la productivité et la surveillance de cette évolution dans le temps.

5) Partage des bénéfices

Description

Sherman (1980, 1982) et Joskow et Schmalensee (1986) décrivent un mécanisme de "partage des bénéfices" ou d'échelle mobile pour la réglementation des services publics. En vertu de cette méthode, l'office de réglementation fixe un RCP "cible". Tout écart du RCP en-dessous ou au-dessus de cette cible entraîne la modification des droits. Si le RCP réel est supérieur à la cible, les droits sont réduits. Si le RCP n'atteint pas la cible, ils sont augmentés.

Cependant, la modification des droits ne traduit que partiellement l'écart entre les bénéfices anticipés et les bénéfices réels. Une fraction de partage déterminée à l'avance répartit l'écart entre la firme réglementée et ses clients. Si, par exemple, la fraction est fixée à 0,5, la firme réglementée a le droit de conserver la moitié des bénéfices accrus et l'autre moitié est transmise aux consommateurs sous forme de tarifs inférieurs. Le fait de permettre à la firme réglementée de conserver une partie des bénéfices supplémentaires permet de l'inciter à rendre ses activités plus efficientes.

Il est par ailleurs possible de modifier la fraction de partage de sorte que la part des bénéfices de la firme réglementée dépende du niveau réel des bénéfices. Par exemple, la firme réglementée peut recevoir 25 pour cent des cent premiers points de base au-delà du RCP visé (et, bien sûr, ne recevoir qu'une augmentation correspondante des prix si le RCP réel est inférieur à l'objectif), 50 pour cent des cent points de base suivants, et ainsi de suite. Ceci constitue un stimulant plus puissant que la méthode de la fraction simple.

Détermination des taux

En vertu de la méthode de partage des bénéfices, les droits sont fixés de la même manière que dans le cadre de la méthode basée sur le CDS. L'organisme de réglementation fixe le RCP à atteindre pour la période suivante et établit la fraction du partage des bénéfices et des pertes. À la fin de la période d'essai, le RCP est comparé au RCP réel de la firme réglementée. Si les bénéfices réels diffèrent de l'objectif, les droits sont modifiés en conséquence, à la hausse ou à la baisse.

Avantages et inconvénients possibles

Les tenants de la méthode du partage des bénéfices assurent qu'il s'agit d'une manière simple et claire d'inciter la firme réglementée à réduire ses coûts et à accroître leur efficience. Contrairement à la réglementation basée sur le CDS, la firme réglementée conserve une partie des bénéfices additionnels.

On prétend que, si la firme réglementée dispose d'une certaine liberté pour ajuster les droits en réaction aux variations des bénéfices anticipés, l'efficience de la répartition et l'efficience dynamique peuvent être accrues. Étant donné que la firme réglementée conserve une partie des revenus additionnels, elle a la possibilité d'offrir des services novateurs permettant d'accroître ses revenus à long terme.

Les concepteurs de la méthode du partage des bénéfices croient qu'il s'agit d'une notion assez facile à comprendre et qu'elle pourrait être mise en oeuvre sans bouleverser la réglementation basée sur le CDS.

L'office de réglementation a à décider quand les bénéfices émanent d'initiatives de la société pipelinière et quand ces bénéfices découlent de circonstances indépendantes de la volonté de cette société. Il peut ne pas être raisonnable de récompenser la société pipelinière en lui permettant de conserver les bénéfices dans le second cas. La détermination de la fraction de partage appropriée serait controversée. Malgré tout, il faut qu'elle soit assez élevée pour inciter la société pipelinière à accroître ses revenus grâce à des mesures d'efficience.

Les concepteurs de cette méthode précisent qu'elle comporte certains inconvénients. Le partage des bénéfices du type exposé ici inciterait la société pipelinière à minimiser ses coûts comptables. Cependant, les coûts comptables peuvent ne pas être identiques aux coûts économiques réels liés à la fourniture du service de pipeline. Par exemple, un élément d'équipement totalement amorti au sens comptable peut être encore tout à fait utilisable et donc avoir une valeur économique. Il ne serait pas efficient sur le plan économique de mettre au rebut l'équipement amorti avant la fin de sa vie utile.

La mise en oeuvre de cette approche comporte un autre aspect important : durant les périodes de changement économique, elle peut engendrer des bénéfices constamment élevés ou faibles.

Dans les périodes d'inflation, le taux de rendement de la société réglementée a tendance à décliner dans le temps. La firme n'est pas autorisée à augmenter ses prix par le plein montant de l'augmentation de ses coûts à cause de l'utilisation de la fraction de partage. Elle ne peut donc pas recouvrer l'ensemble des effets de l'inflation. Si la firme réglementée est en mesure d'introduire une nouvelle technique d'exploitation engendrant une réduction permanente de ses coûts, son taux de rendement augmentera avec le temps, en raison ici aussi de la fraction de partage.

Les mécanismes de partage des bénéfices permettent de modifier les niveaux de prix si les bénéfices réels sont différents de l'objectif. Si une société pipelinière soumise à ce régime offre plus d'une catégorie de services, l'organisme de réglementation a à décider comment la modification des droits doit être fractionnée entre les différentes catégories.

6) Mesures incitatives basées sur le rendement

Description

Les mesures incitatives basées sur le rendement décrites par You (1990) et Irwin (1992) sont des stimulants monétaires payés au service public en proportion directe de la réalisation d'objectifs fixés. Il peut s'agir d'espèces ou de points de rendement des capitaux propres. L'organisme réglementaire fixe les cibles de rendement (coûts de construction, coûts d'exploitation, débit, efficience, prix, etc.) puis établit les récompenses ou les pénalités décernées pour avoir atteint ou non les objectifs établis. Par exemple, le service public peut recevoir un point de pourcentage d'augmentation du RCP pour chaque réduction de 100 millions de dollars des coûts en immobilisation de construction par rapport aux estimations initiales. Il peut être pénalisé d'un point de pourcentage s'il dépasse son budget d'un montant similaire. Une récompense monétaire peut aussi être versée, par exemple 5 millions de dollars pour chaque point de pourcentage d'augmentation de la productivité. De même, le service public peut être tenu de payer une amende de 5 millions de dollars pour chaque point de pourcentage de baisse de la productivité.

Il est possible de fixer les objectifs de rendement sur une base individuelle (coûts de construction uniquement, par exemple) ou de choisir un ensemble complet d'objectifs. Une variante de cette méthode consiste à baser les récompenses et les pénalités sur le rendement du service public par rapport aux autres services. Dans ce cas, le service public reçoit une récompense s'il dépasse le rendement atteint, en moyenne, par le groupe de comparaison. Il paie une amende s'il ne parvient pas à atteindre cette moyenne.

Détermination des taux

Les mesures incitatives basées sur le rendement sont appliquées dans le cadre de la réglementation conventionnelle basée sur le CDS. À l'exception des cas où le service public est récompensé par des points de RCP, les droits sont fixés exactement de la même manière que dans le cadre de la réglementation basée sur le CDS. Dans les cas où des points de RCP servent de

récompense ou de pénalité, les composantes autres que le RCP demeurent inchangées par rapport à la méthodologie basée sur le CDS.

Avantages et inconvénients possibles

Les concepteurs affirment que les mesures basées sur le rendement incitent de manière explicite le service public à atteindre les objectifs de rendement. Si, par exemple, les coûts sont l'objectif choisi pour l'amélioration du rendement, le rapport coût-efficacité peut être amélioré. Les primes peuvent compenser le service public pour toute diminution résultante de sa base de taux.

Ce régime ne touche pas la tarification des services. Il ne permet donc pas une répartition plus efficiente. De même, puisque cette méthode fixe comme objectif des aspects très précis du rendement du service public, il ne faut pas espérer d'amélioration de l'efficience dynamique. Enfin, c'est l'organisme de réglementation qui doit établir les objectifs de rendement et le mécanisme de récompense, ce qui alourdira vraisemblablement son fardeau administratif.

Exemples de mise en oeuvre

Plusieurs commissions des services publics américaines ont mis à l'essai des mesures incitatives basées sur le rendement du type exposé ici. Dans les années quatre-vingt, les états du New Jersey et de New York ont instauré des programmes dont l'objectif était les coûts d'achèvement de plusieurs centrales nucléaires non terminées. Les service publics qui dépassaient leur budget ne pouvaient recouvrer le montant total des coûts de construction. Ils avaient le droit de conserver une partie des économies réalisées sur le budget de construction.

Pendant la construction du réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska (RTGNA), aussi connu sous le nom de Foothills Pipe Lines (Yukon), l'Office national de l'énergie a approuvé un barême du "taux incitatif de rendement" (TIR) visant à fournir à Foothills une incitation financière afin de contrôler les coûts pendant la construction du réseau.

Le barême prévoyait qu'un redressement unique serait fait à la base des taux de la société, et que l'étendue de ce redressement serait déterminée par la mesure de l'efficacité de coûts réalisée par Foothills dans la construction du gazoduc. De façon générale, la mesure de l'efficacité de coûts était déterminée en comparant les coûts de construction réels aux estimations des coûts du devis technique définitif (ECDTD) et, si les coûts se trouvaient dans une fourchette précisée, en convertissant la somme par laquelle les coûts étaient inférieurs aux ECDTD en un redressement unique à la base des taux. L'amortissement du redressement unique et le rendement gagné sur le solde non amorti était la récompense financière gagnée par la société.[21]

Le coût réel de construction du gazoduc de Foothills a atteint environ 96,6 pour cent des ECDTD. En vertu du barême du TIR, un redressement unique de $25,85 millions a été fait à la base des taux de la société. Celle-ci a été autorisée à amortir ce montant supplémentaire et à gagner un rendement sur ce montant.

Avant de mettre en oeuvre des mesures incitatives basées sur le rendement pour les sociétés pipelinières du Canada, il faut régler plusieurs questions. Quels objectifs de rendement sont appropriés? Comment les pénalités et les récompenses doivent-elles être choisies? Comment l'office de réglementation payera-t-il les récompenses si celles-ci sont versées en d'espèces?

B. Substituts à la réglementation basée sur le CDS

Les deux solutions de rechange suivantes, les mécanismes de tarification efficace et la vente des concessions par appel d'offres, impliquent le remplacement de la réglementation basée sur le CDS par des méthodes totalement différentes.

1) Mécanismes de tarification efficace

Description

Dans un marché concurrentiel, le prix d'un bien de consommation tend à être égal au coût de production de l'unité supplémentaire de ce bien. Par contre, les tarifs des services publics réglementés sont fixés à un niveau égal au coût moyen de la production totale anticipée. Pourtant, l'emploi du coût moyen pour fixer les prix introduit des distorsions dans les décisions d'achat et n'entraîne pas une répartition efficiente.

À court terme, pour un service public à installations fixes, le coût marginal décroît avec l'augmentation de la production. Cela signifie que le coût marginal devient inférieur au coût moyen. Ainsi, si le prix est fixé au coût marginal, le service public n'est pas en mesure de recouvrer la totalité de ses coûts de production, ce qui pourrait causer sa ruine financière.

Plusieurs auteurs proposent des mécanismes de tarification soi-disant efficace pour résoudre ce problème[22]. L'objectif général est d'encourager les services publics à fixer leurs prix à un niveau égal au coût marginal et de verser aux firmes une subvention en espèces égale à la différence entre le coût marginal et le coût moyen.

Détermination des taux

La firme réglementée serait encouragée à établir ses droits d'après le coût marginal et recevrait une subvention pour compenser pour tout déficit éventuel.

Avantages et inconvénients possibles

Le principal avantage d'un régime de tarification selon le coût marginal, d'après ses partisans, est que, si la mise en oeuvre est convenablement réalisée, la répartition est plus efficiente qu'avec la méthode de la réglementation basée sur le CDS. La tarification au coût marginal est la solution la plus efficiente sur le plan économique.

Ces partisans affirment que de tels mécanismes peuvent aussi accroître le rapport coût-efficacité car la firme réglementée a la possibilité d'accroître ses revenus en faisant diminuer ses coûts. Des coûts moins élevés peuvent mener à des prix inférieurs pour les clients mais à des subventions plus importantes pour la firme réglementée.

Une fois des mécanismes de tarification efficaces en place, le rôle de l'organisme de réglementation sera moins grand. Des audiences périodiques ne seront peut-être plus nécessaires.

Les auteurs qui abordent ces mécanismes de tarification admettent que la nécessité de verser des subventions aux services publics ne serait pas très populaire sur le plan politique. Aucun d'eux n'indique où l'organisme de réglementation se procurera les sommes nécessaires pour verser ces subventions.

Exemples de mise en oeuvre

Il ne semble pas qu'une méthode de ce type ait été appliquée à un service public réglementé. La California Public Utilities Commission (CPUC) envisage l'adoption d'une méthode basée sur le coût marginal à long terme pour la tarification des services publics de distribution du gaz.

Pour pouvoir adopter une méthode de tarification efficiente, il faut régler un certain nombre de problèmes : d'où viendra l'argent nécessaire au versement des subventions; de quelle manière la méthodologie comptable devra-t-elle être modifiée; comment les courbes du coût marginal et de la demande seront-elles dérivées; et comment une telle méthode peut-elle être appliquée tout en veillant à ce que les droits demeurent justes et raisonnables?

2) Appel d'offres pour les concessions

Description

Demsetz (1968) propose de remplacer la réglementation conventionnelle basée sur le CDS par des appels d'offres pour les concessions. Les firmes présentent des offres pour le droit de fournir un service exclusif dans une région donnée. Le soumissionnaire gagnant est celui qui offre le coût du service le plus bas. Cette méthode peut être appliquée tant aux nouveaux services qu'aux services existants.

Pour veiller à ce que la société titulaire fournisse bien le service qu'elle a promis, la concession est octroyée pour une période déterminée. À la fin de ladite période, la firme sortante doit participer à un nouvel appel d'offres pour la concession. Si elle ne le remporte pas, l'ensemble de l'actif de la firme réglementée est transféré à la nouvelle société exploitante. Pendant la durée de la concession, la firme exploitante n'est soumise à aucune concurrence. Cependant, elle s'est engagée à fournir un service à un prix fixe et tous les bénéfices ou toutes les pertes dépendent de l'administration de la firme. En supposant que le but de l'exploitant de la concession est de

maximiser ses bénéfices, cette méthode incite la firme réglementée à accroître le rapport coût-efficacité de ses activités.

Détermination des taux

Les taux ne sont plus déterminés selon la méthode du CDS; l'organisme de réglementation peut énoncer des lignes directrices auxquelles l'exploitant de la concession doit se conformer pour la tarification, mais les prix dépendent en fait des modalités de la soumission gagnante. La structure tarifaire doit être négociée entre l'organisme de réglementation et les soumissionnaires. L'organisme de réglementation peut imposer une formule en vue d'accorder une certaine liberté d'action dans la fixation d'au moins une partie des droits.

Avantages et inconvénients possibles

Les partisans de la méthode des appels d'offres affirment qu'il peut s'agir d'un moyen dont le rapport coût-efficacité est plus avantageux de fournir un service réglementé. Si le processus d'appel d'offres est vraiment concurrentiel, le gagnant fournira le service au plus bas coût possible tout en assurant sa viabilité financière.

Si l'exploitant de la concession dispose d'une certaine liberté d'action pour la fixation des prix, il peut en résulter une répartition plus efficiente qu'avec la réglementation basée sur le coût du service. L'offre gagnante (le prix) demeure cependant basée sur les coûts moyens. Cette méthode n'est donc pas idéale sur le plan de l'efficience de la tarification. Si l'exploitant est tenu de maintenir un service central à prix fixe mais a la liberté de proposer d'autres services, cela l'incitera fortement à offrir des services novateurs non assujettis à un prix fixe. L'exploitant pourrait même souhaiter subir des pertes sur le service central dans le but d'avoir accès aux marchés non réglementés.

Le rôle de l'organisme de réglementation est d'établir les paramètres de l'appel d'offres, de sélectionner la soumission gagnante et de surveiller la qualité du service. Il n'a pas à effectuer de vérification ou à tenir d'audiences autrement que dans le cadre de la sélection de la soumission gagnante.

Williamson (1976) analyse les problèmes opérationnels liés à la méthode de l'appel d'offres pour les concessions. Le coût du transfert de l'actif lors du changement d'exploitants peut être très élevé. La simple préparation des offres peut nécessiter beaucoup de travail de la part des soumissionnaires. Il peut être très difficile d'évaluer une grande partie de l'équipement car celui-ci a été utilisé pendant une certaine période. Certains employés peuvent partir avec l'exploitant sortant, ce qui crée des lacunes dans les connaissances des activités.

Par ailleurs, le titulaire est avantagé par rapport aux autres soumissionnaires à la fin de la période de concession car il a des connaissances plus complètes sur les coûts et la valeur de l'actif.

Exemples de mise en oeuvre

La méthode des appels d'offres pour les concessions a été utilisée dans le secteur de la câblodistribution aux États-Unis durant les années soixante-dix. Williamson évalue cette première expérience et constate qu'il n'est pas sûr que cette méthode ait présenté des avantages significatifs par rapport à la réglementation basée sur le CDS.

Il n'est pas évident que, avec cette méthode, il n'y aura pas distinction injuste et que les droits seront justes et raisonnables. D'autres questions importantes demeurent : quelle est la durée appropriée pour la concession; comment atténuer les coûts et les irritants qu'un changement de direction peut occasionner aux clients; et comment tenir compte des risques de faillite du nouvel exploitant?

V) Conclusion

Pour conclure, il faut insister sur le fait que l'objectif du présent document est d'encourager la discussion sur les solutions de rechange à la méthode conventionnelle de réglementation basée sur le coût du service. L'exposé des solutions de rechange qui est fait dans le présent document est de nature uniquement explicative et ne doit en aucun cas être considéré comme limitatif ou indicatif de la position de l'Office en ce domaine. Il existe peut-être d'autres solutions qui ne sont pas abordées dans le présent document; l'Office est intéressé par toutes les solutions pouvant éclairer la question de la réglementation des tarifs.

(1971), p. 123 - 124.

of Regulation", de T.K. McCraw, p. 12, Belknap Press of Harvard University s, Cambridge (Mass.), 1984.

ice of Proposed Policy Statement on Incentive Regulation, en date du 13 mars 2, Docket PL 92-1-000.

Jpstream Oil and Gas Industry Profitability - Historical Review and Future spectives. PowerWest Financial Ltd., septembre 1991.

n pétrolière du Canada, preuve écrite soumise lors de l'audience RH-2-92 sur lemande de droits de catégorie 3 de Interprovincial Pipelines Ltd. et lors de udience RH-1-92 sur la demande de droits provisoires et définitifs pour 1992 Westcoast Energy Inc.

n écrite de l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada SPIC) pour la demande de droit de catégorie 3 de Trans Mountain Pipeline mpany Ltd., Ordonnance d'audience RH-3-91.

ecte présentée par l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du nada (ASPIC) pour la demande de droits provisoires et définitifs pour 1992 de stcoast Energy Inc., Ordonnance d'audience RH-1-92.

s gains comparables tente de satisfaire à l'exigence que le service public lementé ait la possibilité d'obtenir un rendement des capitaux propres mparable à celui des firmes non réglementées prenant des risques similaires. faut pour cela trouver des firmes non réglementées présentant des actéristiques de risque similaires, choisir une période adéquate pendant laquelle dier les résultats financiers de ces firmes et examiner les rendements obtenus ndant la période choisie. La somme de ces informations constitue la référence s "gains comparables" du service public réglementé.

le du flux monétaire actualisé (FMA) utilise, comme référence de l'évaluation rendement des capitaux propres d'un service public réglementé, la valeur ualisée des rentrées de fonds auxquels un investisseur pourrait s'attendre d'un estissement (boursier) dont les caractéristiques de risque sont similaires. Pour liser ce critère, il faut sélectionner des firmes non réglementées dont les actéristiques de risque sont similaires, évaluer les rentrées de fonds (dividendes

et hausse du cours de l'action) et déterminer le facteur d'actualisation qui met en équation les rentrées de fonds prévues et le cours actuel de l'action. Ce taux d'actualisation sert ensuite de base pour l'évaluation du rendement des capitaux propres approprié pour le service public réglementé.

11 - La méthode de la prime de capital-risque compare la prime de risque (différence de taux de rendement) que l'investisseur affecte aux capitaux propres ordinaires par rapport à la dette (obligations ou actions privilégiées). Pour utiliser ce critère, il faut sélectionner des firmes non réglementées dont les caractéristiques de risque sont similaires, calculer la prime de risque que les investisseurs ont, dans le passé, affectée aux actions ordinaires de ces firmes, déterminer si les taux observés constituent une base de prévision raisonnable et ajouter la prime de risque au taux des obligations à long terme pour évaluer le coût de base des capitaux propres ordinaires pour le service réglementé.

12 - Nous résumons ici les exposés sur la réglementation conventionnelle basée sur le coût du service présentés par Kahn (1971), Bonbright et al (1988), Berg et Tschirhart (1988), You (1990), Kruger (1988), l'AMTUPC (1991), FERC (1989a), Littlechild (1983) ainsi que par d'autres documents mentionnés dans le texte.

13 - TransCanada a récemment été autorisé (voir Motifs de décision RH-4-91) à tenir des enchères hebdomadaires et mensuelles pour la capacité interruptible disponible sur son réseau. Dans sa proposition, TransCanada affirme qu'il s'agit du meilleur moyen d'assurer que la capacité disponible soit utilisée par les expéditeurs pour qui elle a le plus de valeur.

14 - Voir Union Gas (1989).

15 - L'Office a indiqué qu'il est en faveur d'un processus de règlement dans le cadre duquel les parties intéressées négocient plusieurs des éléments d'une demande avant le début d'une audience. Voir "Amélioration du processus de réglementation - Position actuelle à l'égard des suggestions formulées par les déposants", Office national de l'énergie, septembre 1988.

16 - Voir Della Valle et Watkins (1992).

17 - Op. Cit.

18 - Voir Joskow et Schmalensee (1986).

19 - Voir Terzic et McKinnon (1988).

20 - Voir Kruger (1988) et le communiqué de la FCC (1989).

21 - Voir Motifs de décision RH-3-84 de l'Office national de l'énergie.

22 - Kruger (1988) emploie le terme "mécanismes de tarification efficace" pour faire référence à diverses solutions de rechange à la réglementation conventionnelle basée sur le CDS qui visent à assurer une répartition plus efficiente. Loeb et Magat (1979), Vogelsang et Finsinger (1979) et Cox et Isaac (1987) présentent tous des méthodes de réglementation qui proposent des mesures incitatives visant à encourager les services publics à fixer les prix à un niveau égal au coût marginal de la fourniture des services.

BIBLIOGRAPHIE

1. Baumol, W.J., "Productivity Incentive Clauses and Rate Adjustment for Inflation", Public Utilities Fortnightly, 22 juillet, p. 11 - 18.

2. Berg, S.V. et Tschirhart, J., 1988, Natural Monopoly Regulation, Cambridge : Cambridge University Press.

3. Bhattacharyya, S.K. et Laughhunn, D.J., 1987, "Price Cap Regulation : Can We Learn From the British Telecom Experience?", Public Utilities Fortnightly, 15 octobre, p. 22 - 29.

4. Bonbright, J.C., Danielsen, A.L. et Kamerschen, D.R., 1988, Principles of Public Utility Regulation, Arlington, Virginia : Public Utility Report, Inc.

5. Association des membres des tribunaux d'utilité publique au Canada (AMTUPC), 1991, Réglementation par plafonnement des prix, Comité des affaires réglementaires, septembre.

6. Association pétrolière du Canada, 1991, 1992, preuve écrite présentée lors de l'audience RH-2-91 sur la demande de droits de catégorie 3 de Interprovincial Pipelines Ltd. et lors de l'audience RH-1-92 sur la demande de droits provisoires et définitifs pour 1992 de Westcoast Energy.

7. Costello, K.W., 1992, "Should Incentive Regulation Replace Traditional Methods for Regulating LDSs?", présentation à la NARUC-DOE Conference on State Regulation and Market Potential for Natural Gas : Challenges and Opportunities, Phoenix (Arizona), le 5 février.

8. Cox, J.C. et Isaac, R.M., 1987, "Mechanisms for Incentive Regulation : Theory and Experiment", Rand Journal of Economics, vol. 18, n° 3, Automne, p. 348 - 359.

9. Della Valle, A.P. et Watkins G.C., 1992, "The Pricing of Capital Services Under Regulation", Utilities Policy, janvier, p. 36 - 42.

10. Demsetz, H.J., 1968, "Why Regulate Utilities", Journal of Law and Economics, Vol. 11, avril, p. 55 - 65.

11. Federal Communications Commission (FCC), 1989, Communiqué, 16 mars, Rapport n° DC-1379.

12. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 1989a, Incentive Regulation : A Research Report, Office of Economic Policy, 89-3, novembre.

13. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 1989b, Incentive Regulation for Natural Gas Pipelines : A Specific Proposal with Options, Office of Economic Policy, 89-1, septembre.

14. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 1992, "Notice of Proposal Policy Statement on Incentive Regulation", 13 mars, Dossier PL 92-1-000.

15. Hagerman, J., 1990, "Regulation by Price Adjustment", Rand Journal Economics, Vol. 21, n° 1, Printemps, p. 72 - 82.

16. Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada (ASPIC), preuve directe présentée lors de l'audience RH-3-91 sur la demande de droits de catégorie 3 de Trans Mountain Pipeline Company Ltd., et preuve écrite présentée à l'audience RH-1-92 sur la demande de droits provisoires et définitifs pour 1992 de Westcoast Energy.

17. Joskow, P.L., et Schmalensee, R., 1986, "Incentive Regulation for Electric Utilities", Yale Journal of Regulation, Vol. 3, p. 1 - 50.

18. Kahn, A.E., 1971, The Economics of Regulation : Principles and Institutions, Vol. I et Vol. I et II, New York : Wiley.

19. Kruger, B.P., 1988, Report on Alternatives to Rate of Return Regulation, Florida Public Service Commission, septembre.

20. Littlechild, S.C., 1983, Regulation of British Telecommunications' Profitability, London: Department of Industry.

21. Loeb, M., et Magat, W.A., 1979 : "A Decentralized Method for Utility Regulation", Journal of Law and Economics, Vol. 22, p. 399 - 404.

22. McCraw, T.K., 1984, Prophets of Regulation, Cambridge, M.A. : Belknap Press of Harvard University Press.

23. PowerWest Financial Ltd., 1991, Canadian Upstream Oil and Gas Industry Profitability - Historical Review and Future Perspectives, septembre.

24. Sappington, D.E.M., et Sibley, D.S., 1992, "Strategic Non-linear Pricing Under Price-cap Regulation", Rand Journal of Economics, Vol. 23, n° 1, Printemps, p. 1 - 19.

25. Sherman, R., 1980, "Hope Against Hope", dans M.A. Crew (éd.), Issues in Public Utility Pricing and Regulation, p. 7 - 25, Lexington, M.A., Lexington Books.

26. Sherman, R., 1982, "Is Public Utility Regulation Beyond Hope?", dans A.L. Danielson et D.R. Kamerschen (éd.), Current Issues in Public Utility Economics, p. 41 - 75, Lexington, M.A., Lexington Books.

27. Shleifer, A., 1985, "A Theory of Yardstick Competition", Rand Journal of Economics, Vol. 16, n° 3, Automne, p. 319 - 327.

28. Sudit, E.F., 1979, "Automatic Rate Adjustments Based on Total Factor Productivity Performance in Public Utility Regulation", dans M.A. Crew (éd.), Problems in Public Utility Economics and Regulation, p. 55 - 71, Lexington, M.A. : Lexington Books.

29. Terzic, B. et McKinnon, T., 1988, "Gas in Britain : Regulation of a Privatized Former State Monopoly", Public Utilities Fortnightly, 26 mai, p. 20 - 26.

30. Union Gas Ltd., 1989, preuve écrite présentée à l'audience GH-5-89 sur la demande relative aux installations de TransCanada Pipelines Ltd. de 1991 et 1992, Pièce D-67-9.

31. Vogelsang, I. et Finsinger, J., 1979, "A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms", Bell Journal of Economics, Vol. 10, p. 157 - 171.

32. Williamson, O.E., 1976, "Franchise Bidding for Natural Monopolies in General and with Respect to CATV", Bell Journal of Economics, Vol. 22, printemps, p. 73 - 104.

33. You, B.P., 1990, A Policy-Making-As-Argument Perspective on Alternatives to Rate of Return Regulation, National Regulatory Research Institute, p. 90-21, décembre.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Consultation publique sur l'adoption de mesures de réglementation incitatives

Liste préliminaire des questions devant être traitées dans les mémoires déposés par les parties intéressées

La liste préliminaire des questions proposée ici a pour objet d'aider les parties intéressées à préparer leurs mémoires, qui doivent être déposés au plus tard le 30 septembre 1992. Les questions devraient être interprétées de façon générale. Cette liste n'est pas exhaustive. Elle est fournie sans préjudice de la portée des discussions.

1. Le régime de réglementation actuel est-il propice à l'établissement d'une tarification fondée sur le rapport coût-efficacité des services de transport ?

2. Dans la négative, le régime de réglementation actuel pourrait-il être adapté ou modifié de manière à mieux tenir compte de l'aspect coût-efficacité des services réglementés ?

3. Si le régime actuel est conservé, adapté ou modifié, quels changements devrait-on apporter à la structure des droits et tarifs afin d'inciter les sociétés pipelinières et leurs clients à opérer de la façon la plus efficace du point de vue économique?

4. Quelles devraient être les caractéristiques d'un programme viable de réglementation à caractère incitatif ?

5. Compte tenu des caractéristiques énoncées dans la réponse à la question 4 ci-dessus, quelles mesures de réglementation incitatives sont le plus susceptibles d'être efficaces dans le contexte commercial et réglementaire canadien ? Quels seraient les avantages et les inconvénients de chacune de ces mesures ?

6. Est-ce qu'il serait possible d'appliquer des mesures incitatives différentes d'un pipeline à l'autre ? Ou serait-il préférable d'appliquer un seul régime de réglementation à l'ensemble des réseaux ?

7. Dans la mesure où l'adoption de mesures de réglementation incitatives peut être efficace dans le cas de certains pipelines seulement, quelles caractéristiques devrait avoir un pipeline pour qu'on décide de l'application de mesures de réglementation incitative ? Est-ce qu'à des caractéristiques différentes devraient correspondre des mesures de réglementation incitatives différentes ?

8. Quelle incidence, positive ou négative, pourrait avoir l'adoption de mesures de réglementation incitatives sur l'intégrité financière des sociétés pipelinières visées, sur leur structure de financement ou sur le coût du capital (capital propre et dette) ? Dans quelle mesure cette incidence devrait-elle être prise en compte au moment de décider de l'opportunité d'adopter des mesures de réglementation incitatives et d'en définir les mécanismes d'application ?

9. De quelle façon l'efficacité d'un programme de réglementation incitative pourrait-elle être mesurée et évaluée ? De quelle façon les divers aspects de l'efficacité économique (allocation optimale des ressources, efficacité technique et dynamique) devraient-ils être mesurés et pondérés les uns par rapport aux autres ?

ATELIER TECHNIQUE SUR LES MESURES DE RÉGLEMENTATION INCITATIVES
CALENDRIER

30 septembre 1992	Les parties intéressées déposent leurs mémoires auprès de l'Office et en signifient copie aux autres parties.
23 octobre 1992	Les parties intéressées soumettent leurs commentaires sur le contenu des mémoires présentés à l'Office et en signifient copie aux autres parties.
Novembre 1992	L'Office publie la liste des questions à traiter dans le cadre de l'atelier technique.
8-10 décembre 1992	Atelier technique sur les mesures de réglementation incitatives tenu à Calgary.
1993	L'Office publie le compte rendu des travaux des participants à l'atelier.

National Energy Board

CANADA

Office national de l'énergie

23 mars 1992

Aux : Parties désignées dans la liste de diffusion incluse en annexe.

Objet : **Réglementation du taux d'intéressement**

L'Office s'est penché sur la question de savoir comment aborder la réglementation des taux d'intéressement des pipelines relevant de la compétence du fédéral. L'Office est d'avis qu'une consultation publique serait un pas dans la bonne direction. Une telle consultation consisterait à examiner :

1) les méthodes existantes;

2) les autres solutions que la réglementation du coût de service traditionnelle, par exemple les nouvelles méthodes de promotion et d'encouragement de l'efficacité des opérations des sociétés pipelinières.

L'Office pourrait inviter les parties intéressées à présenter leur point de vue et organiser un atelier où l'on pourrait échanger dans un contexte non juridique. Les exposés de point de vue et les actes de l'atelier seraient rendus publics. Les concepts proposés pourraient ensuite être utilisés dans les audiences concernant les droits où ils pourraient être adaptés à la situation du pipeline en question.

Avant d'engager une telle consultation, l'Office aimerait avoir votre point de vue sur le degré et la nature de votre participation et sur la durée et la forme que pourrait prendre le processus. Une proposition de calendrier est jointe en annexe. Les commentaires doivent être déposés au plus tard le 24 avril 1992.

Les demandes de renseignements concernant cette question peuvent être adressées à Gaétan Caron, directeur, Direction de la réglementation financière (403) 299-3646.

G. A. Laing
Secrétaire de l'Office

311 - 6th Avenue S.W.
Calgary, Alberta

311, 6e Avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2

Telephone/Téléphone: (403)292-4800
Facsimile/Télécopieur: (403)292-5503